

і підтверджені іншими геофізичними методами, наприклад, мікрокавернометрія. Використання принципу моделювання для методів електромагнітної дефектоскопії є теоретично обґрунтованим шляхом. Результати вимірів позірних значень електромагнітних властивостей максимально наближені до дійсних, що зумовлено відсутністю впливу свердловинних умов і навколишнього простору.

Розглянемо приклад визначення місця припливу пластової води в свердловину за даними термометрії і магнітоімпульсної дефектоскопії. На рис. 1, а представлена геофізична інформація, результати якої використані для визначення координат розриву колони. За технологічною схемою досліджень свердловина перебуває в стані спокою 4 доби для стабілізації теплообмінних процесів. Після цього в свердловині проведено дослідження фонових значень температури і тиску. Виконавши виміри фонових значень, проведено операції зниження рівня рідини у свердловині, що викликає приплив води з можливого місця негерметичності колони. Для визначення характеристик припливу води проведено повторні вимірювання і визначено теплові аномалії, які виділяються на фонових замірах. За результатами розрахунків функції розподілу температури з глибиною встановлено координати інтервалу припливу пластової води – 3053-3056 м. Нижче глибини 3068 м температура в свердловині при різних режимах стану свердловини співпадає і підтверджує висновок про негерметичність колони та відсутність руху води по стовбурі свердловини

з вибою. На рис. 1, б представлений результати вимірювань методом магнітоімпульсної дефектоскопії, де підтверджено наявність порушення колони на глибині 3054,3-3055 м за характером зменшення сигналу електромагнітного поля до мінімуму. Для зручності сприйняття результатів інтерпретації нами розроблена програма візуалізації інтервалів розриву колони, яка представлена на рисунку.

В статті показана практична можливість вивчення технічного стану обсадних та експлуатаційних колон комплексом геофізичних методів термометрії і магнітоімпульсної дефектоскопії. Доцільність використання комплексу обумовлена економічним чинником і можливістю підвищення достовірності прийнятого рішення з вивчення інтервалів розриву колони.

Література

1. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник / Под ред. И.П.Чоловского. – М.: Недра, 1989. – С. 376.
2. Вахитов Г.Г., Гаттенбергер Ю.П., Лутков В.А. Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1984. – С. 240.
3. Старостин В.А. Анализ застосування теплових перетворювачів для дослідження геофізичних параметрів в діючих свердловинах // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – Вип. 34 (Том 1). – С.105–114.
4. Рубинштейн Л.И. Температурные поля в нефтяных пластах. – М.: Недра, 1972. – С. 276.

УДК 553. 98(477. 8)

КОМПЛЕКСНА МЕТОДИКА МОНІТОРИНГУ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ ЗАХІДНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

В.Г.Осадчий, І.І.Грицик, О.А.Приходько, П.Г.Дригулич

ІГТГК НАН України, 79053, Львів, вул. Наукова, 3а,

e-mail: igggk@ah.ipm.lviv.ua

Обоснована комплексная методика мониторинга подземных хранилищ газа (ПХГ) с применением полевой геотермической съемки для определения герметичности скважин и проводимости разрывных нарушений на территории ПХГ с последующим проведением в зонах аномальных температур геохимических исследований для оконтуривания участков повышенной загазованности. Приведены результаты исследований на ПХГ в Западном регионе Украины.

Complex methods of monitoring of underground gas storages (UGS) were substantiated using the field geothermic surveying for the determination of hermeticity of boreholes and conductivity of dislocations with a break of continuity in the territory of UGS with further carrying out of geochemical studies in zones of anomalous temperatures for contouring areas of increased gas pollution. The results of investigations in UGS of the Western region of the Ukraine are cited here.

Інтенсивне видобування горючих корисних копалин в останній час охопило техногенним впливом не тільки поверхню Землі, але й ґрунти та ґрунтові води. Наслідки їх переробки і використання у теплоенергетиці, транспорті, промисловості і т. д. носять не тільки позитивний,

але й негативний, а іноді і катастрофічний для людства характер. Вплив на навколишнє середовище проявляється у створенні екстремальних ситуацій, погіршенні умов безпеки життєдіяльності людини, виникненні аварій та катастроф. Екологічні зміни довкілля при пошуках,

видобуванні, транспортуванні, зберіганні корисних копалин та їх використанні привертають увагу вчених не тільки в нашій державі, але й у інших розвинутих країнах світу.

Україна в силу свого геополітичного положення інтегрована в міжнародну транспортну сітку. Її територією перекачуються значні обсяги природного газу. Так, через територію України транспортується основна частина газу в країни Євросоюзу. Важливою ланкою процесу транспортування, а також створення запасів для власного споживання займають підземні сховища газу (ПСГ). На території Західної України експлуатується велика кількість підземних сховищ газу (Богородчанське, Дашавське, Угерське, Опарське та інші). В основному для ПСГ використовуються природні резервуари, герметичність яких доведена розміщенням у них впродовж довгого геологічного часу покладів газу, тим більше, що тиск у газовому пузирі часто не перевищує початкового пластового тиску в газовому покладі. Але небезпечним фактором є все ж значна кількість свердловин, частина яких є негерметична, та циклічність ПСГ, що призводить до збільшення втрат газу в часі. Також у межах сейсμοактивних геосинклінальних областей можуть проявлятися витоки газу. При експлуатації сховищ газу практично завжди існують перетоки газу із продуктивних пластів у вищезалягаючі водоносні горизонти і далі аж до денної поверхні [1,2].

У будь-якому конкретному випадку проектування або на наступних стадіях спорудження, експлуатації, ремонту чи реконструкції слід максимально точно передбачити всі можливі випадкові дії та впливи об'єктів нафтогазової промисловості на навколишнє середовище. Важливою в сьогоднішніх умовах функціонування ПСГ є проблема охорони ґрунтових та поверхневих вод, ґрунтів, атмосферного повітря, які необхідні нашому організму, як і екологічно чиста їжа. Слід враховувати, що небезпека викидів у атмосферу визначається не тільки їх сумарним числом, але й тим, що, по-перше, на протязі довгого часу кількість речовин, забруднюючих атмосферу, накопичуються; по-друге, забруднюючі речовини розподілені нерівномірно, а в деяких місцях їх концентрація є недопустимо великою; по-третє, навіть малі концентрації деяких речовин є небезпечними. Отже, система екологічного моніторингу резервуарів для зберігання газу повинна забезпечувати постійний контроль, повноту інформації, оптимальність досліджуваних параметрів. Застосовуючи сучасні досягнення науково-технічного прогресу, необхідно спрогнозувати технічний та екологічний стан ПСГ, оцінити їх вплив на довкілля.

На всіх сховищах такий контроль раніше здійснювався гідрогеохімічними методами з визначенням таких параметрів для спостережних свердловин: напори підземних вод і газовий склад, газонасиченість пластових вод. Дане завдання виконується порівнянням результатів замірів основних гідрогеохімічних параметрів, отриманих на різних стадіях експлуатації під-

земних газосховищ, з даними фонових замірів, тобто даними, які отримані до створення сховища. По всіх ПСГ західного регіону немає ні даних попередніх досліджень, ні спостережних свердловин, тобто немає умов для використання гідрогеохімічних методів контролю. Відмінністю цих ПСГ є те, що вони створені не в "пустій" структурі, а у вироблених продуктивних пластах газових родовищ, тому води як горизонту, вибраного для закачки газу, так і інші водоносні горизонти містять значну кількість розчинених вуглеводневих газів, що знижує ефективність гідрогеохімічних методів контролю. Крім того, на територіях ПСГ у процесі експлуатації продуктивних горизонтів газових родовищ пробурено велику кількість свердловин і внаслідок негерметичності колон у деяких з них спостерігаються суттєві витоки газу. Тому були запропоновані геохімічні методи (газова зйомка, мікробіологічні дослідження, рН- і Eh-методи), які дають змогу безпосередньо виявляти втрати газу газосховища. Об'єктами таких досліджень можуть бути проби ґрунту, приповерхневі та поверхневі води, сніг, повітря [3, 4].

В.Г.Левашкевичем та іншими запропонована методика геотермічних досліджень в свердловинах на ПСГ. У зв'язку з циклічністю експлуатації сховища впродовж року в продуктивних горизонтах відбуваються нестационарні теплові процеси, тому геотермічні дослідження проводяться у різні періоди функціонування ПСГ. На першому етапі заповнення сховища визначаються близькі до фонових температури, які покладені в основу відліку. Другий етап замірів охоплює період максимального заповнення сховища, коли на процес закачки газу реагують законтурні свердловини. У цей час продовжуються компенсаційні перетоки флюїдів в робочих пластах та позаколонному просторі свердловин, а температурні аномалії мають максимальні значення. Внаслідок цього з'являється можливість визначення шляхів фільтрації пластової рідини в невідомі раніше пропластки за рахунок максимальних перепадів тиску. Третій етап геотермічних робіт виконується в період інтенсивного падіння тиску у пластах. У результаті порівняння термометричних даних по одних і тих же свердловинах уточнюються місця перетоку газу між пластами вздовж цементного кільця. Четверті заміри виконуються в момент виснаження сховища, що дає змогу завершити збір даних за річний цикл його експлуатації. Отримані дані використовують для визначення характерних аномалій температур, які пов'язані з процесом реагування пластів на закачку-видобування газу, з місцями знаходження невідомих раніше поглинальних пропластків. Важливим моментом при цьому є те, що можна визначати місця перетоку газу по заколонному простору свердловин та оцінювати його інтенсивність [5].

Існуючі гідрохімічні, геотермічні методи, методи газової зйомки у приповерхневих відкладах, мікробіологічна і фітохімічна зйомки досить ефективні, але дорогі та потребують ви-

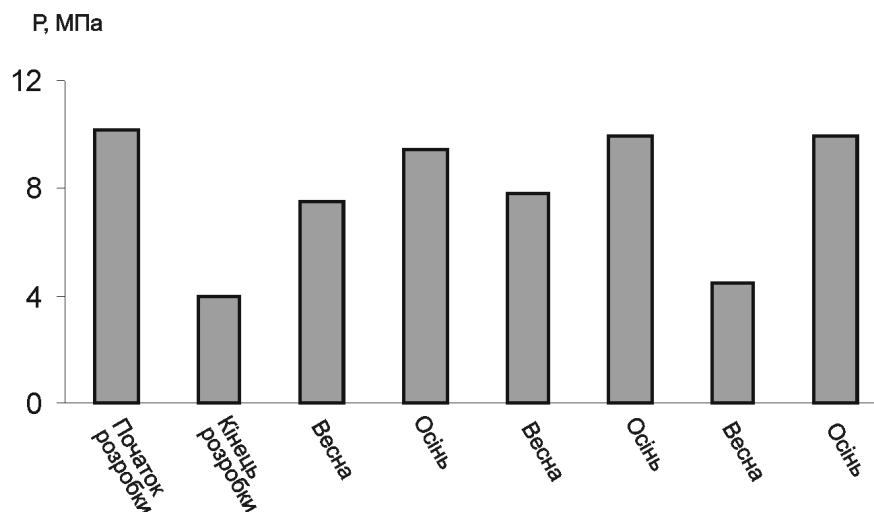


Рисунок 1 — Динаміка зміни пластових тисків ПСГ

користання лабораторних досліджень та спеціального обладнання.

Накопичений досвід використання методу польової геотермічної зйомки з метою геологічного картування, виділення зон тектонічних порушень та створення фізико-математичних моделей локальних температурних аномалій над покладами вуглеводнів дає можливість запропонувати комплексний, високоефективний та дешевий геотермохімічний метод моніторингу герметичності ПСГ [6]. При вивченні приповерхневого температурного режиму в різних геологічних регіонах встановлені локальні аномалії над зонами тектонічних порушень. Аналізуючи збудження теплового потоку в зоні тектонічного порушення, використовується розв'язок задачі Коші для рівнянь еліптичного типу. Розв'язок даної системи рівнянь дає змогу оцінити провідність розломів за формулою

$$q_f = 2 \lambda L H \Gamma / c_f T_0,$$

де: q_f — потік флюїду через розлом; λ — коефіцієнт теплопровідності порід; L — довжина розлому; H — глибина закладання розлому; Γ — горизонтальний геотермічний градієнт в області розлому; c_f — теплоємність флюїду; T_0 — температура в зоні тектонічного порушення.

Відповідно, якщо на ділянках тектонічних порушень в межах ПСГ проводити режимні геотермічні дослідження після закачки та після відбору, то, порівнюючи дані динаміки зміни величини температурної аномалії, можна судити про герметичність ПСГ [7].

Динаміка зміни пластових тисків при закачуванні та при відборі газу на ПСГ засвідчила, що сховища — це “дихаюча камера”, яка залежно від режиму роботи сховища (закачування — відбір) формує тепловий режим порід, що перебивають сховище (рис. 1). Температура значно перевищує пластову за рахунок стиснення закачаного газу, тому аномалія підвищених температур, яка викликана переважно вертикальною фільтрацією пластових сумішей, відзначається

на поверхні та значно нижча від пластової при відборі газу з покладу.

Розглянемо приклади використання приповерхневих геотермічних досліджень у комплексі з геохімічними для спостереження за герметичністю ПСГ. Геологічний розріз на Богородчанському ПСГ представлений донеогеновим комплексом (палеоген, юра, крейда) та відкладами тортон-сармату Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Об'єкт дослідження являє собою складнобудовану брахі-антиклінальну складку північно-західного простягання, розбиту тектонічними порушеннями на декілька блоків. Промислова газонасність відпрацьованого покладу була пов'язана з трьома піщано-алевролітовими горизонтами. ПСГ утворене в середньому горизонті на глибині 1050-1210 м. Висота покладу 160 м. З південного заходу та північного сходу поклад екранований тектонічними порушеннями. В південно-західній частині поклад підпирався водою, положення газо-водяного контакту (ГВК) — 823 м. На рис. 2 наведений графік розподілу значень температур по геотермічному профілю, який був проведений в приконтурній зоні Богородчанського ПСГ. На ньому чітко виділяється температурна аномалія (0,8°C), яка пов'язана з тектонічним порушенням (точки спостереження 1-5), і аномалія (0,7°C), що відноситься до газовадяного контакту, ускладненого екрануючим тектонічним порушенням (точки спостереження 16-21). Обидві аномалії є безпосередніми об'єктами постійних режимних спостережень за герметичністю ПСГ [8].

Угерське ПСГ створене на базі відпрацьованих газових пасток (НД-8 і НД-9) багатопластового родовища. Газові поклади знаходилися у баденських та сарматських відкладах, відносилися до товщ літологічно та тектонічно екранованих та в донеогенових ерозійно-тектонічних виступах, де колекторами були високопроникні пісковики верхньої крейди та карпатію. Верхньокрейдяний поклад родовища простягається з північного заходу на південний схід та усклад-

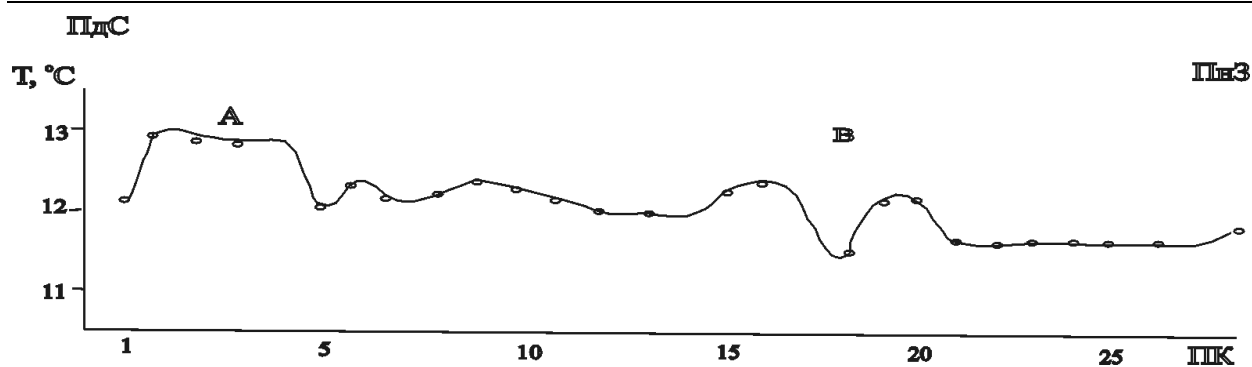
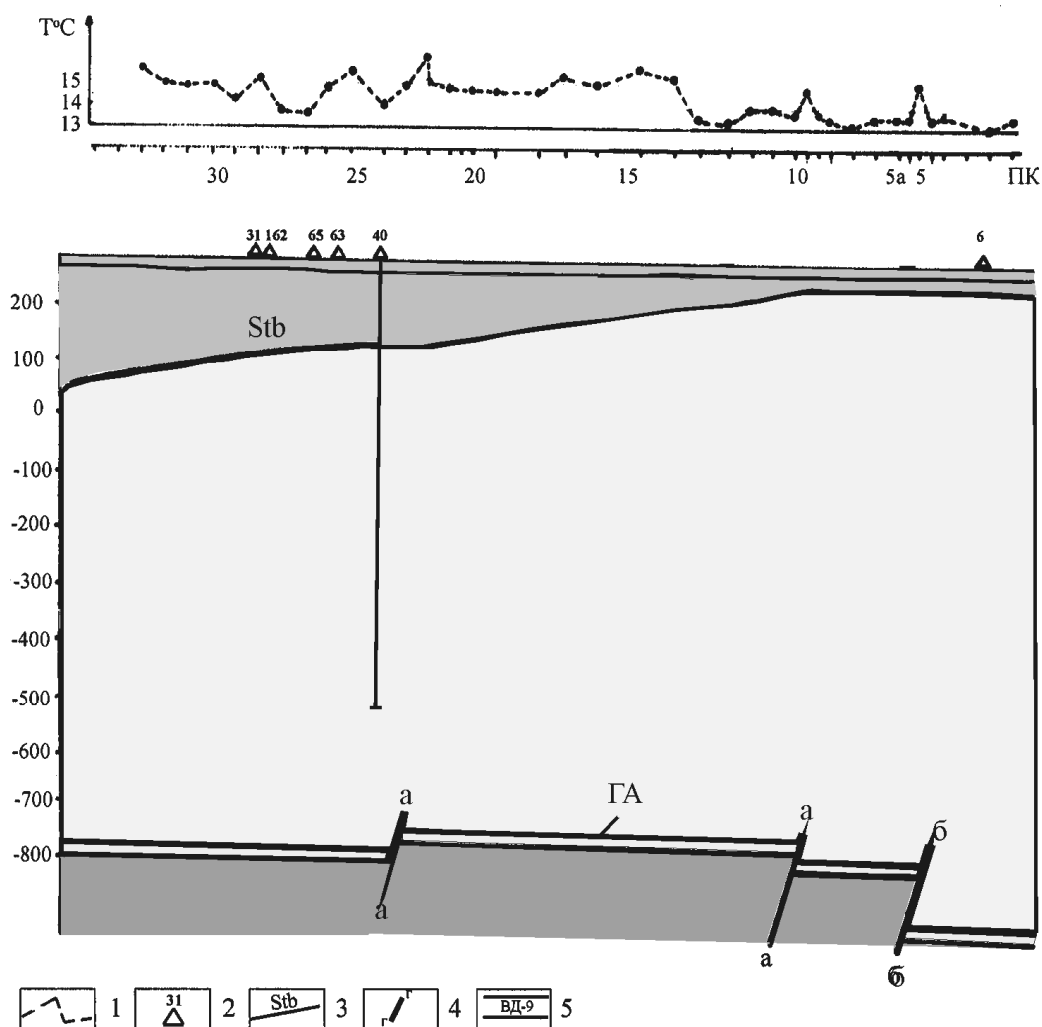


Рисунок 2 — Графік зміни температури по геотермічному профілю на Богородчанському ПСГ



1 – температурна крива, 2 – свердловини, 3 – Стебницький насув, 4 – тектонічні порушення, 5 – газоносний горизонт

Рисунок 3 — Графік зміни температури по профілю I-I на Угерському ПСГ

нений поздовжніми та поперечними тектонічними порушеннями. Склепіння підняття знаходиться на глибині 890 м. Початкова висота покладу 197 м, ГВК знаходиться на глибині 798 м. Поклади НД-8 з 1969 р., НД-9 з 1971 р. і поклад НД-10 горизонту з 1975 р. експлуатуються як підземні сховища газу, що транспортується з Російської Федерації. Польові геотер-

мічні дослідження на території Угерського підземного сховища газу були проведені по трьох профілях. Вони закладалися з урахуванням розташування склепіння родовища, тектонічних порушень та контурів газо-водяного контакту. Розглянемо профіль I-I, який перетинає газове сховище з північного заходу на південний схід і проходить через свердловини 31, 162, 65, 63,

40, 6. На рис. 3 наведений графік розподілу значень температур даного профілю, де виділяються локальні аномалії, пов'язані з природними та техногенними чинниками. Загальна закономірність розподілу "фонових" температур змінюється по профілю. Північно-західна частина (точки спостереження 1-14) характеризується значеннями 13,0-14,0⁰С, а південно-східна – 14,0-15,0⁰С. Це пов'язано з наявністю Стебницького насуву та зміною насунутих порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Виділені додатні температурні аномалії пов'язані з існуванням тектонічних порушень, які ділять структуру на окремі блоки. Так, у межах точок спостереження 4-5а фіксується аномалія (1,8⁰С), викликана тектонічним порушенням б-б, між точками 8-10 та 21-24 додатною аномалією виділяється розлом а-а (1,2⁰С). Слід зауважити, що величина встановленої аномалії не залежить від "фонових" значень температури. На південному сході профілю (точки 24-26а та 27-29) температурні аномалії викликані техногенними чинниками, а саме негерметичністю свердловин 40, 63, 55 та 31,162. Паралельно з геотермічними дослідженнями по профілях проведена геохімічна зйомка (визначення СН₄ %об.). Геохімічні аномалії збігалися з геотермічними, оскільки викликані одними і тими ж чинниками. Попередні геохімічні дослідження у приповерхневих водах та ґрунтах підтверджують отримані результати та висновки, що в межах Угерського ПСГ основними джерелами загазованості поверхневих та підземних вод, ґрунтів та повітря є природні і техногенні фактори [9].

Таким чином, раціональний комплексний моніторинг оцінки герметичності підземних сховищ газу включає: рекогносцирувальні профільні приповерхневі дослідження, які дають змогу виявити загальні закономірності розподілу приповерхневих температур на території дослідження; детальні геотермічні дослідження дають можливість визначити ділянки підвищеної загазованості та встановити герметичність свердловин, проведення на вищевказаних ділянках та в околицях негерметичних свердловин геохімічних досліджень.

Отже, для визначення складу газу, а також кількості втрат природного газу з підземного сховища геохімічні дослідження слід проводити тільки на виділених приповерхневою геотермічною зйомкою ділянках у межах ПСГ. Це значно підвищить ефективність робіт та зменшить їх собівартість.

Література

1. Щерба В.М., Павлюк М.И., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. – К: Наук. думка, 1987. – 148 с.
2. Знак М.С., Маевский Б.И., Лозинский О.Е. О влиянии землетрясений на герметичности ПХГ и прямые поиски залежей УВ // Нефтяная и газовая промышленность. – 1986. – №1. – С. 45-46.
3. Стадник Е.В., Дядашев Ф.Г., Фейзумаев А.А. и др. Геохимические исследования при выборе и эксплуатации подземных объектов хранения газа // Геология нефти и газа – 1987. – №3. – С. 47-50.
4. Поливцев А.В., Поморцев Г.П., Борковский А.А. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе – К.: Наук. думка, 1990. – 196 с.
5. Левашкевич В.Г., Аннюк Д.М., Криштопа Н.А., Лискевич П.М. Эффективность геотермических исследований скважин на подземных хранилищах газа // Літасфера. – 2003. – № 1(18). – С. 127-134.
6. Чекалюк Э.Б., Федорцов И.М., Осадчий В.Г. Полевая геотермическая съемка. – К.: Наук. думка, 1974. – 102 с.
7. Деклараційний патент України № 67009 А МПК/E21F17/16. Осадчий В.Г., Стефаник Ю.В., Куровець І.М., Грицик І.І., Гвоздевич О.В., Приходько О.А. Спосіб контролю герметичності підземного сховища газу / Опубл. 15.06.2004 р., Бюл. Пром. власн. — 2004, № 6.
8. Осадчий В.Г., Куксов Г.А., Филос Р.И. и др. Методика геотермических и геохимических исследований при оценке герметичности подземных хранилищ газа. Термогазодинамические процессы и системы их контроля при разведке, добыче и транспортировке нефти и газа. – Харьков, 1989. – С. 33-39.
9. Грицик І.І., Дригулич П.Г., Куровець І.М., Осадчий В.Г., Приходько О.А. Герметичність підземних сховищ газу за даними приповерхневих геотермічних досліджень // Геологія і геохімія горючих копалин – 2002. – № 4. – С. 38-45.